

0-789965

На правах рукописи



Нафикова Резеда Абузаровна

**Совершенствование методов  
извлечения жидких углеводородородов  
из промысловых нефтешламов**

Специальность: 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Бугульма – 2011

Работа выполнена в филиале Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования (ФГБОУ ВПО) «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г.Октябрьском.

Научный руководитель: доктор технических наук  
Миннигалимов Раис Зигандарович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
Тронов Валентин Петрович

кандидат технических наук  
Андрянов Вячеслав Михайлович

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью  
«РН-УфаНИПИнефть» (г.Уфа)

Защита состоится 17 ноября 2011 в 14.30 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им.В.Д.Шашина по адресу : 423236, Республика Татарстан, г.Бугульма, ул.М.Джалиля, д.32

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

Автореферат разослан 11 октября 2011 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук



Львова Ирина Вячеславовна

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000687639

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы

Эффективность разработки и эксплуатации нефтяных месторождений определяется как степенью выработки запасов, так и наиболее полным сохранением добытых объемов нефти и обеспечением экологической безопасности нефтедобывающего региона.

Однако добыча нефти неизбежно сопровождается теми или иными видами потерь углеводородов. Так, в конце 80-х годов по разным оценкам потери газа и легких фракций углеводородов в стране оценивались в 50 миллионов тонн, что было эквивалентно добыче нефти в таких крупных регионах, как Татарстан и Башкортостан вместе взятых. Разработанная институтом «ТатНИПинефть» совместно с производственным объединением «Татнефть» технология сбора и первичной обработки нефтяного газа из резервуаров с помощью установок улавливания легких фракций позволила в настоящее время сократить эти потери до 0,1% от общей добычи нефти.

Помимо этого значительные объемы потерь углеводородов формируются в результате аварий в системах сбора продукции скважин, в процессе подготовки нефти и сточной воды, при срывах режимов работы технологических установок, чистке промыслового оборудования и др.. Эти загрязненные углеводороды, сбрасываемые в открытые амбары, отнесены к отходам производства и названы «нефешламами». Необходимость больших финансовых затрат, отсутствие эффективных технологий извлечения углеводородов и других элементов из этой осложненной части скважинной продукции, а также и другие субъективные факторы привели, таким образом к исключению из оборота значительной части извлекаемых запасов нефти.

Особую остроту в последнее время проблема переработки и утилизации нефтяных шламов приобрела в старейших нефтедобывающих регионах, из-за отсутствия на протяжении многих десятилетий должного внимания со стороны недропользователей к этой проблеме и накопления этих отходов в объемах, исчисляемых сотнями тысяч тонн.

Учитывая, что основная масса наиболее легких ценных компонентов содержится в верхних слоях открытых амбаров, основное внимание в работе уделено, так называемой, «плавающей» части промысловых нефтешламов, хотя комплексная технология их переработки предусматривает безотходность процесса с использованием водной и придонной частей содержимого накопителей.

С течением времени переработка нефтяных шламов с целью возврата добытых углеводородов в общий объем нефти и других важных компонентов все более осложняется. Свойства исходного обрабатываемого нефтешлама из-за испарения фракций, накопления механических примесей, атмосферных осадков и т.п., со временем изменяются настолько, что известные технологии уже не позволяют эффективно выделять компоненты и получать товарную продукцию.

В этой связи необходимо исследование реологических свойств жидкостей, а также совершенствование технологии извлечения жидких углеводородов в процессе подготовки и разделения нефтешламового сырья из открытых амбаров в центробежных аппаратах с использованием более эффективных и экологически безопасных технических и технологических средств.

**Целью диссертационной работы** является повышение эффективности извлечения жидких углеводородов из промыслового шламового сырья на базе изучения его состава, реологических свойств, а также процессов «старения» в период хранения в открытых амбарах и разделения фаз в декантерах.

В соответствии с поставленной целью в работе решались следующие **основные задачи**:

1. Анализ состава, физико-химических свойств углеводородов, хранящихся в нефтешламовых амбарах и изменение их свойств во времени.

2. Исследование реологических свойств «плавающей» части «застаревших» нефтешламов открытых амбаров.

3. Анализ различных технологий подготовки тяжелых высоковязких, ловущих нефтей и технологий извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов.

4. Разработка и оптимизация способов предварительной подготовки нефтешламового сырья перед их центрифугированием.



5. Исследование закономерностей центрифугирования подготовленных нефтешламов в декантерах и оптимизация процесса с учетом их реологических свойств.

#### **Научная новизна:**

1. Исследованиями динамики кривых течения верхней части содержимого амбаров-накопителей Туймазинского месторождения установлено их соответствие модели Оствальда де Валле до значений скорости сдвига порядка  $50 \text{ с}^{-1}$  в диапазоне температур  $20...60^\circ\text{C}$ . При более высоких скоростях течения кривые аппроксимируются вязкопластичной моделью Шведова-Бингама. Впервые получены экспериментальные значения коэффициентов для расчета напряжений сдвига жидкости и ее эффективной вязкости в зависимости от температуры.

2. Установлено, что эффективной вязкость нефтешламового сырья перед центрифугированием для полного разделения фаз в декантере должна быть не более  $40\text{-}50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

3. Установлено, что в сравнении с обычной термообработкой промысловых нефтешламов до температур порядка  $90^\circ\text{C}$ , их обработка перед центрифугированием токами СВЧ приводит к полному отделению воды в центрифугах благодаря разрушающему воздействию электромагнитных полей на бронирующие слои эмульсий нефтешламов.

4. Разработана методика расчета времени разделения двухфазных смесей в декантерах, с использованием установленных эмпирических коэффициентов для расчета вязкости нефтешламового сырья амбаров Туймазинского месторождения.

#### **Защищаемые положения:**

1. Результаты изучения составов и физико-химических свойств нефтешламов в амбарах-накопителях в различные периоды их хранения.

2. Вязкостные и температурные характеристики сырья и компаундированных добываемой нефтью нефтешламов и при их различных соотношениях, а также результаты исследований воздействия на них токами СВЧ.

3. Методика моделирования осаждения тяжелых примесей углеводородных смесей в декантерах с помощью лабораторной центрифуги и определения минимально необходимых объемов компаунда.

### **Практическая ценность:**

1. На основе выполненного анализа состава и физико-химических свойств нефтяных шламов Туймазинского региона, показано, что их длительное хранение в амбарах-накопителях приводит к дальнейшим потерям добытых углеводородов, ухудшению их реологических свойств и условий извлечения товарной продукции.

2. Показана высокая эффективность применения центробежных декантеров с предварительной подготовкой продукции в процессах переработки «застаревших» амбарных нефтешламов, промслоев и тяжелых высоковязких нефтей. Предложена методика моделирования и подбора типоразмера промышленного декантера для разделения фаз сырья при проектировании различных технологий подготовки и извлечения жидких углеводородов на промыслах.

3. Установлено, что извлечение жидких углеводородов товарных кондиций из промысловых нефтешламов с вязкостью порядка 2200 мПа·с и более при температуре 50°C достигается при их обработке токами сверх высокой частоты 2,45 ГГц и удельной мощностью не менее 16 кВт.

4. Предложен и испытан технологический блок извлечения жидких углеводородов из «застаревших» нефтешламов открытых амбаров, включающий их компаундирование с добываемой неподготовленной нефтью и обработку токами СВЧ. Потенциальный экономический эффект извлечения жидких углеводородов, рассчитанный исходя из оценки объемов нефтешлама содержащегося в открытых амбарах Туймазинского месторождения, расположенных на территории Республики Татарстан составит более 28 млн.руб. При этом уменьшаются затраты на хранение нефтесодержащих отходов, плата за их хранение и улучшается экологическая обстановка регионов нефтедобычи.

### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы обсуждены на заседаниях технического совета ОАО «Татойлгаз» в 2006-2008 г.г., 2-ой научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности (г.Когалым, 20-21 декабря 2006г.), Всероссийской научно-технической конференции «Современные технологии нефтегазового дела» (г.Уфа, 30 ноября 2007г), .

## **Публикации результатов**

На основе выполненных исследований по теме диссертации опубликовано 15 печатных работ, в том числе 2 работы в изданиях, рекомендованных ВАК Минобразования и науки РФ.

## **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 190 наименований, включает 144 страниц машинописного текста, содержит 39 рисунков, 16 таблиц.

Основные результаты теоретических, лабораторных исследований и промысловых испытаний, изложенные в диссертации, являются следствием работы автора под руководством доктора технических наук Р.З.Миннигалимова

Автор благодарит всех, оказавших помощь в выполнении и обсуждении работы.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** дана общая характеристика работы, сформулированы цель и задачи исследований.

Проблема извлечения жидких углеводородов из амбарных нефтешламов и их утилизация является достаточно сложной. Значительный вклад в ее решение принадлежит ученым и крупным исследователям: Баймухаметову Д.С., Баширову В.В., Брилю Д.М., Валееву М.Д., Гатауллиной Э.М., Голубеву В.Ф., Грайферу В.И., Губайдуллину Ф.Р., Исмагилову И.Х., Закирову И.Г., Мавлютовой М.З., Мамбетовой Л.М., Минигазимову Н.С., Миннигалимову Р.З., Позднышеву Г.Н., Рассветалову В.А., Сахабутдинову Р.З., Сучкову Б.М., Танатарову М.А., Тронову А.В., Тронову В.П., Фассахову Р.Х., Фаттаховой Р.Ш., Фердману В.М., Хамидуллину В.М., Ширееву А.И. и другим.

**В первой главе** диссертации приведены результаты исследований по изменению состава и физико-химических свойств нефтешламов при их длительном хранении в открытых амбарах.

Объемы содержимого амбаров достигают значительных величин. Например, в НГДУ «Туймазанефть» ежегодно образовывается около 8000 т нефтеотхо-

дов различного происхождения. Очистка только одного резервуара от донных осадков приводит к сбросу от 0,5 до 2,5 т отходов.

Толщина «плавающей» части содержимого амбаров изменяется от 0,3 до 2,1 м. Поверхностный слой этой части состоит в основном из углеводородов, небольшого количества воды и до 1,5 масс % механических примесей. Нижний слой плавающей части содержит до 60 % воды и до 3...12% механических примесей. Содержание воды и механических примесей в слое увеличивается с глубиной.

Под «плавающим» располагается водный слой содержимого амбаров, постоянно пополняемый талой водой и дождями с плотностью воды от 1100 кг/м<sup>3</sup>.

Илистая часть дна амбара содержит 10...44 % нефтепродуктов. Грунт, расположенный под донным слоем также сильно замазучен и засолонен, содержание углеводородов в нем может достигать 8 % масс.

Эти исследования, проведенные на амбарах НГДУ «Туймазанефть» расположенных на территории Республики Татарстан, показали что плотность углеводородной части содержимого амбаров варьирует от 980 до 1043 кг/м<sup>3</sup> и в ней содержится до 85% ароматических и нафтеновых углеводородов, до 60% смол и асфальтенов.

Проведенный сравнительный анализ свойств амбарных нефтешламов показал, что за период с 1995 по 2009г.г. количество асфальтенов в «плавающей» части содержимого открытых амбаров возросло в среднем с 3,20 до 8,16 % масс, а смол с 17,1 до 22,3 % масс.

Установлено, что за указанный период хранения плотность углеводородной «плавающей» части содержимого амбаров увеличилась в среднем на 0,21%, динамическая вязкость увеличилась в среднем на 14% и при температуре 20°C и составила  $3,3 \cdot 10^3$  мПа с, обводненность и количество мехпримесей возросли в среднем 1,2% и на 12 % соответственно (рис. 1), содержание асфальтенов и смол возросло в среднем на 2,5%, в то же время, содержание парафина практически не изменилось..

В 2001 г. вблизи территории УКПН-4 НГДУ «Туймазанефть» была введена в эксплуатацию установка переработки нефтешламов «Dalston Alfa Laval». Со-



держимое амбаров вблизи этой установки представляло собой свежееобразованную нефтесодержащую смесь, собранную, главным образом, с мест порывов промысловых трубопроводов. Были исследованы состав и свойства жидкостей этих амбаров.

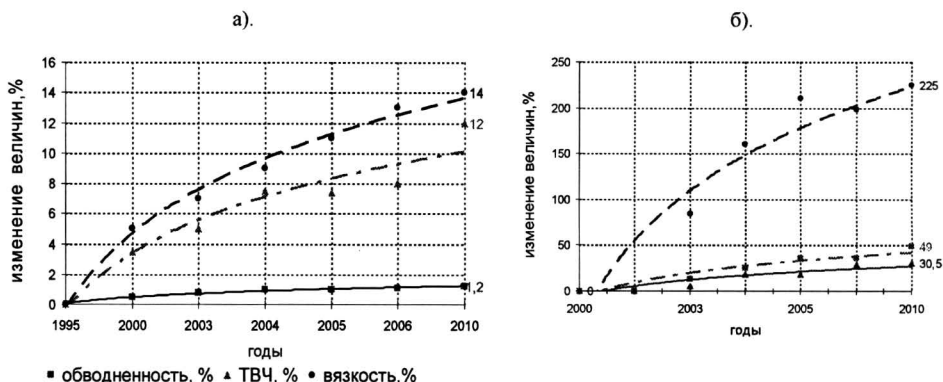


Рис.1 - Изменение вязкости, содержания ТВЧ, обводненности «плавающей» части нефтешламовых амбаров НГДУ «Туймазанефть» а) на территории РТ, б). УКПН-4

Из рис. 1 видно, что изменения вязкости, содержания воды и ТВЧ в начальный период хранения (до 5 лет) нефтешламов происходит значительно интенсивнее, чем в последующие годы и может достигать 225%.

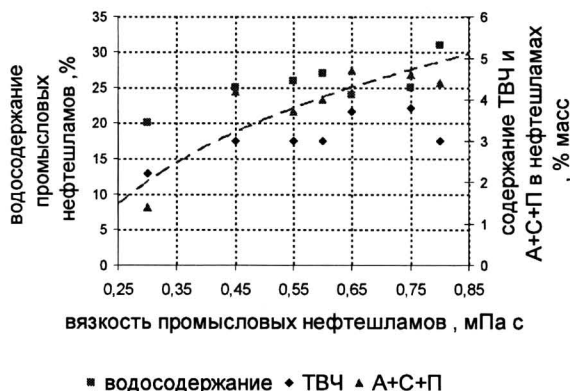


Рис. 2 - Связь между вязкостью углеводорода и содержанием воды, ТВЧ и тяжелых фракций нефтешламов открытых амбаров при  $t = 50^{\circ}\text{C}$

Так же прослеживается корреляция между вязкостью и содержанием воды, мехпримесей, асфальтенов смол и парафинов. Линия, проведенная через середи-

ны интервалов содержания компонентов, показывает рост вязкости углеводородов с увеличением содержания компонентов, при этом дисперсность углеводородных систем остается практически неизменной.

Учитывая, что все эти компоненты влияют на вязкость плавающей части содержимого открытых углеводороднакопителей, то ее можно рассматривать как критерий оценки состояния нефтешламов открытых амбаров.

Анализ использованных в различное время технологий извлечения жидких углеводородов из нефтешламов показал необходимость комбинации ряда методов воздействия. Использование в технологиях переработки нефтешламов высокооборотных декантеров, разделяющих сырье в поле центробежных сил на нефтяную, водную и твердую фракции, становится неотъемлемой частью большинства промышленных установок.

Показано, что со временем применяемые технологии не позволяют получить товарную продукцию, удовлетворяющую требованиям сдачи по группе качества потребителям. При проектировании технологий извлечения жидких углеводородов из промысловых нефтешламов необходимы дополнительные меры по повышению эффективности их центрифугирования, а также учет изменения свойств нефтешламов при длительном хранении.

**Во второй главе** диссертации приведены исследования реологических свойств нефтешламов и их смесей компаундированных с нефтью.

Вязкость углеводородного сырья является главным фактором, определяющим эффективность разделения фаз в центробежных декантерах.

Исследования были направлены в основном на получение температурных зависимостей вязкости нефтешламов и компаундированных смесей, а также реологических моделей этих жидкостей. Исследования выполнялись на приборе «Реотест-2» в диапазоне скорости сдвига  $0...300 \text{ с}^{-1}$  в диапазоне температур  $20...80^\circ\text{C}$ .

На рис. 3 представлены кривые течения углеводородов амбаров № 1 и 13 НГДУ «Туймазанефть» при температурах  $30$  и  $40^\circ\text{C}$ .

Анализ кривых показывает, что до значений градиента скорости порядка  $50 \text{ с}^{-1}$  кривые течения подчиняются псевдопластичной модели Оствальда де Валле и описываются уравнением вида:

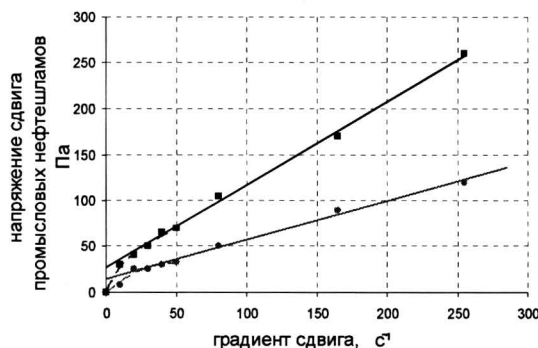
$$\tau = k \dot{\gamma}^n, \quad (1)$$

где:  $k$  – мера консистентности;  $\dot{\gamma}$  – градиент скорости;  $n$  – показатель степени.

При значениях градиента сдвига более  $50 \text{ с}^{-1}$  кривые течения можно аппроксимировать моделью Шведова-Бингама:

$$\tau = \tau_g + \eta_{\text{пл}} \dot{\gamma}, \quad (2)$$

где:  $\eta_{\text{пл}}$  – пластичная (структурная) вязкость;  $\tau_g$  – предельное динамическое напряжение сдвига.



• при температуре 40 град С    ■ при температуре 30 град С

Рис.3 – Реологические кривые «плавающей» части нефтешламов при температурах 30°C и 40°C

С ростом температуры величины  $\eta_{\text{пл}}$  и  $\tau_g$  изменяются. На рис.4 видно, что с ростом температуры величина  $\tau_g$  резко снижается и при  $t > 80^\circ\text{C}$  становится пренебрежимо малой.

Зависимость  $\tau_g$  от температуры в интервале температур 20...60°C описывается эмпирической формулой ( $R^2 = 0,96$ ):

$$\tau_g = \frac{1}{0,00466t - 0,0574}, \text{ Па} \quad (3)$$

При  $\dot{\gamma} < 50 \text{ с}^{-1}$  в соответствии с моделью Оствальда де Валле формула для расчета напряжений сдвига в жидкости в зависимости от температуры имеет вид ( $R^2 = 0,68$ ):

$$\tau = 2150 \cdot \dot{\gamma}^{\frac{1}{3,7 \cdot 10^{-4} \cdot t^2 - 1,448}} \quad (4)$$

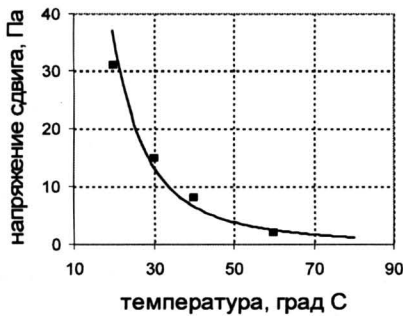


Рис.4 – Зависимость  $\tau_g$  углеводородного сырья от температуры для амбара №1 НГДУ «Туймазанефть»

Пластичная вязкость  $\eta_{пл}$  резко снижается в диапазоне температур 20...40°C (рис.5), при  $t > 40^\circ\text{C}$  снижение  $\eta_{пл}$  замедляется и при  $t > 60^\circ\text{C}$  изменяется на незначительную величину.

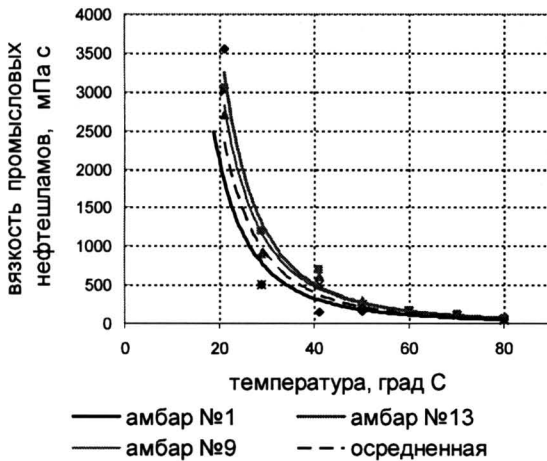


Рис.5 – Зависимость пластичной вязкости от температуры нефтешламов амбаров НГДУ «Туймазанефть», расположенных на территории РТ

Изучение влияния соотношения объемов смешения нефтешламов и нефти на вязкость раствора при температурах 20 и 80°C показало (рис.6), что до значений соотношения объемов порядка 0,3...0,5 происходит почти 10-кратное снижение вязкости. Дальнейшее увеличение соотношения объемов к существенному уменьшению вязкости уже не приводит.

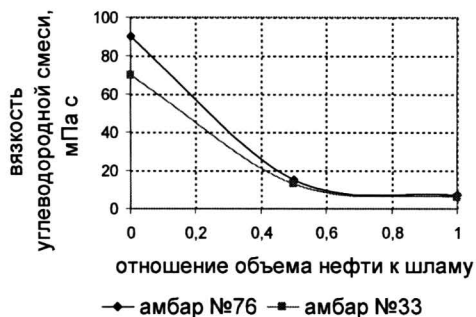


Рис.6 – Зависимость вязкости компаундированного нефтешлама от соотношения объемов нефти и нефтешлама при  $t = 80^{\circ}\text{C}$  и градиенте сдвига  $50\text{c}^{-1}$

Особенно сильное влияние смешения амбарных нефтешламов с нефтью на снижение вязкости (более чем в 10 раз) при скорости сдвига  $50\text{c}^{-1}$  проявляется при невысоких температурах ( $20\ldots 40^{\circ}\text{C}$ ) (рис.7).

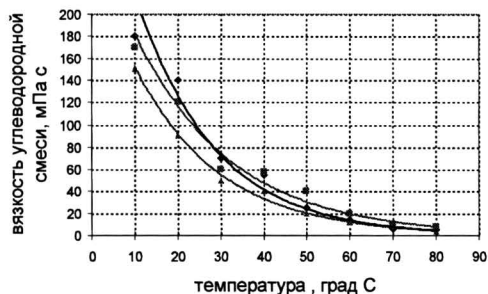


Рис.7 – Температурные зависимости вязкости для смесей нефтешламов с нефтью при различных соотношениях

- ♦ отношение объема нефти к шламу 1:3, амбар №33
- отношение объема нефти к шламу 1:5, амбар №76
- ◆ отношение объема нефти к шламу 1:10, амбар №76

Снижение вязкости исходного сырья компаундированием с нефтью в сочетании с термообработкой дает возможность получить товарную нефть на выходе из центрифуги.

В третьей главе диссертации приведены результаты испытания технологий предварительной подготовки «застаревших» нефтешламов к центрифугированию. Недостаточная эффективность центрифугирования углеводородного сырья в применяемых технологиях связана высокой вязкостью сырья на входе в декантер, несмотря на термовоздействие.

Технология переработки амбарных нефтешламов на установке «В.Маупкен» ОАО «Татойлгаз», основанная на термохимической обработке и компаундировании нефтяных шламов с неподготовленной нефтью, добываемой данной компанией и полученные положительные результаты ее использования дали возможность исключения самого энергоемкого звена технологии - испарителя. Смешение сырья с нефтью, в следствии уменьшения концентрации воды и мехпримесей, растворения и расплавления ассоциатов асфальтенов, смол и парафинов привело к многократному снижению вязкости и повышению эффективности центрифугирования многокомпонентной смеси, несмотря на отсутствие изменений дисперсной структуры водной фазы. Например, компаундирование нефтешламов с нефтью уже в пропорции 1:0,65 позволило увеличить производительность установки в 2,5...3 раза, достичь остаточного количества воды в нефти 0,3...0,65%, мехпримесей 0,05...0,19% и хлористых солей 206...561 мг/л.

Выполненные исследования влияния вязкости углеводородного сырья на входе в декантер на содержание воды и механических примесей в получаемой на выходе нефти (рис.8 и 9) показали, что при снижении вязкости до величины порядка 40...50 мПа·с, достигнутой его нагревом до 80°C, содержание воды и мехпримесей в нефти после декантера уже отвечает требованиям 1-3 групп нефти по степени подготовки (ГОСТ Р 51858-2002. Нефть, таблица 3 групп нефти).

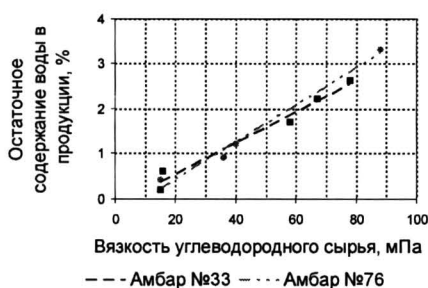


Рис. 8 – Влияние вязкости углеводородного сырья на остаточное содержание воды в нефти после декантера

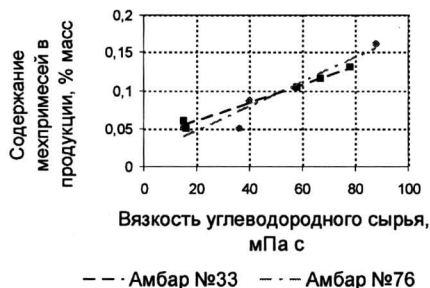


Рис.9 – Влияние вязкости углеводородного сырья на содержание мехпримесей в нефти после декантера

Было установлено, что повышение вязкости поступающего в декантер нефтешлама при достижении вязкости порядка  $40 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  ухудшает качество подготовки нефти по остаточному содержанию воды, а порядка  $50 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  по мехпримесям.

В ходе исследований выявлено, что компаундирование необходимо при достижении вязкости исходного сырья около  $400 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  при температуре  $50^\circ\text{C}$ . Значение вязкости верхнего слоя содержащего нефтешламовых амбаров НГДУ «Туймазанефть» компаундирование которого становится нерентабельным составило около  $2200 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  при температуре  $50^\circ\text{C}$

В период с 2002 по 2004 г.г. товарные качества нефти начали ухудшаться из-за продолжающегося процесса старения углеводородов. В этой связи при достижении вязкости сырья в амбарах величины порядка  $2200 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  в дополнении к компаундированию предложено проводить дополнительную обработку нефтешламов перед декантером, в частности, токами сверхвысокой частоты (СВЧ).



Рис. 10 - Микрофотографии структуры образца нефтешлама №1 до (а) и после (б) обработки токами СВЧ

Результаты исследований обработки токами СВЧ различных образцов нефтешлама показали, что основная энергия поглощается водной фазой, сосредоточенной в глобулах, покрытых бронирующей оболочкой. В результате в глобулах воды возникают объемные источники тепла, за счет чего происходит их интенсивный нагрев, приводящий к прогреву и разрушению бронирующей оболочки в результате разрушения (плавления) оболочек капли сливаются, и эмульсия расслаивается (рис.10).

Таблица 1 – Результаты экспериментов

	без обработки токами СВЧ			с обработкой токами СВЧ		
Температура обработки, °С	60	70	80	60	70	80
Остаточное содержание воды, %	4,2	3,9	3,7	2,5	1,5	1,2

Лабораторные исследования показали, что при нагреве пробы компаундированного с нефтью «застаревшего» шлама с 75°С до 90°С обычным методом и центрифугировании в течении 10 мин наблюдается только начальное отделение воды. В то же время при обработке той же пробы с исходной температурой 75°С токами СВЧ достигается температура 90°С и происходит полное разделение фаз после центрифугирования в течении 6 мин.

Было установлено, что обработка смеси нефтешлама с сырой нефтью в соотношении 1:3 с добавлением реагента токами СВЧ приводит к снижению остаточного содержания воды в продукции в 1,7 – 2,8 раза.

В соответствии с полученными результатами предложена технология извлечения жидких углеводородов из нефтешламов включающая воздействие на них токов СВЧ, приведенная на рис.11.

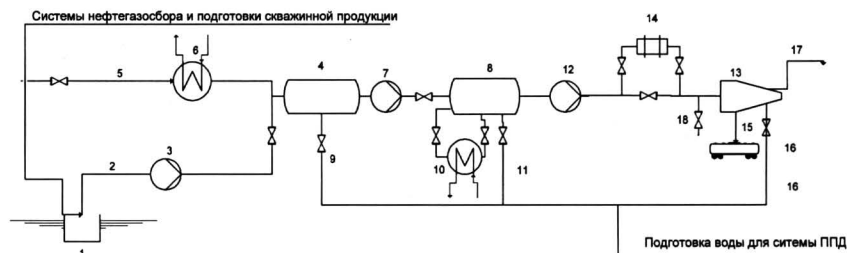
Промысловые нефтешламы, поступающие в том числе и из систем нефтегазосбора и подготовки скважинной продукции, из накопителя 1, отбираются по линии 2 насосом 3 в емкость 4. В эту же емкость по линии 5 через теплообменник 6 поступает сырая малообводненная нефть с температурой порядка 75°С. Углеводородная смесь насосом 7 откачивается в буферную емкость 8.

Частично отделившаяся водная фаза нагретой смеси из нижней части емкости 4 отводится по линии 9. В буферной емкости 8 смесь нагревается до 90°С также через теплообменник 10, а отделившаяся часть воды сбрасывается по линии 11. Нагретая компаундированная смесь насосом 12 подается в центробежный 3-х фазный декантер 13. На байпасной линии между насосом 12 и декантером 13 установлен генератор токов высокой частоты 14. После 3-х фазного декантера 13 твердые частицы отводятся по линии 15 для сбора и дальнейшей утилизации и использовании, в частности, в строительстве дорог, вода - по линии 16, а нефть – по линии 17. Стоки воды 9,11,16 соединены для отвода в резервуар доочистки (на



рис 11 не показан) для дальнейшей подготовки и использования в системе ППД, а жидкие углеводороды в товарный резервуар (на рис.11 также не показан) или в системы НГС и подготовки скважинной продукции. Для контроля величины вязкости сырья перед декантером имеется проботборник 18.

При величине вязкости смеси на приеме декантера более 50 мПа·с в систему подключается генератор (14) для обработки сырья токами высокой частоты (14). При этом обвязка генератора позволяет жидкости пройти через электроды и поступить на прием декантера со значением вязкости необходимой величины и довести жидкие углеводороды на выходе из декантера до товарных качеств по продукции.



1 –нефтешламовый накопитель в том числе из систем нефтегазосбора и подготовки скважинной продукции,  
2 – технологическая линия подачи нефтешлама,  
3 – насос подачи нефтешлама,  
4- буферная емкость,  
5 – технологическая линия подачи сырой нефти,  
6 – теплообменник нагрева нефти,  
7 – насос подачи нефти,  
8 – буферная емкость,  
9 – технологическая линия сброса воды,

10 – теплообменник нагрева смеси,  
11 – технологическая линия сброса воды,  
12 – насос подачи компаундированной смеси,  
13 – декантер,  
14 – генератор токов высокой частоты,  
15 – линия отвода твердого осадка,  
16 – технологическая линия отвода воды,  
17 – технологическая линия сбора продукции, а также возврата в системы НГС и ПСП ,  
18 – проботборник компаундированной смеси

Рис.11. Схема технологического блока извлечения жидких углеводородов из нефтешламов, встраиваемого в системы нефтегазосбора и подготовки скважинной продукции

Проведенные опытно-промышленные исследования воздействия СВЧ на компаундированные шламы на установке показали, что остаточное содержание воды после центрифугирования в нефтяной фазе при последовательном подключении СВЧ перед декантером снижается более чем на 60%. Массовая доля воды после декантера составила 0,61%; массовая доля мехпримесей 0,042% и массовая

концентрация хлористых солей, 854 мг/л, т.е. была достигнута товарная кондиция соответствующая 2 группе качества.

Испытания показали, что совместное воздействие СВЧ и компаундирования позволяет получить товарную нефть при вязкости исходного нефтешлама более 2200 мПа·с при частоте тока 2,45 ГГц и мощности 16 кВт.

Кроме этого, было проведено исследование каждого вида воздействия в процесс разделения нефтешлама. Результаты представлены на рис. 12. Из рисунка видно, что наибольший эффект достигается при термохимической обработке нефтешлама компаундированием с нефтью и последующей обработкой токами СВЧ и центрифугированием.

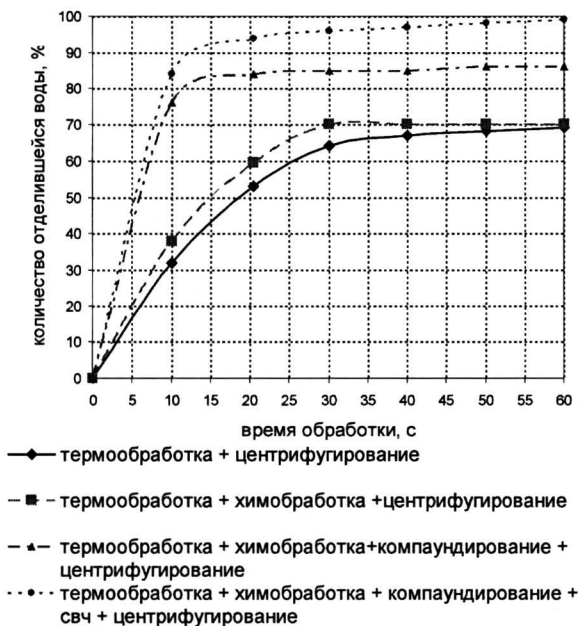


Рис. 12. - Зависимость доли выделившейся воды в зависимости от времени обработки нефтешлама в центробежном поле

При термохимической обработке и последующем центрифугировании остаточное содержание воды составило порядка 30%, при дополнении обработки компаундированием в среднем 10-15%, и только дополнительная обработка «застывшего» нефтешламового сырья перед центрифугированием токами СВЧ позволяет уменьшить содержание остаточной воды менее 1%.

Исследования эффективности разделения фаз в центробежном поле при изменениях вязкости нефтешламового сырья перед центрифугой позволили установить, что вязкость подготовленного перед декантером сырья при этом не должна превышать величины 50 мПа·с.

Тестирование позволило установить пределы изменения значений вязкости нефтешламового сырья перед декантером. Применение различных технологий снижения этих значений для эффективного извлечения жидких углеводородов с использованием интенсивных центробежных полей для разделения различных фаз нефтешламов открытых амбаров представлены на рис.13: область «1» центрифугирование с предварительной обработкой нефтешламового сырья для уменьшения вязкости 40...50 мПа·с, которого можно достигнуть простым нагревом, область «2» обработка нефтешламового сырья с исходными значениями вязкости 400...500 мПа·с, путем термохимической обработки перед центрифугированием; область «3» обработка нефтешламового сырья с исходными значениями вязкости  $2,0...2,2 \cdot 10^3$  мПа·с, путем термохимической обработки и компаундирования перед центрифугированием; область «4» при исходных значениях вязкости более  $2,2 \cdot 10^3$  мПа·с, путем термохимической обработки, компаундирования и обработки токами СВЧ. При высокой сложности исходного сырья только комплексное использование различных видов обработок сырья перед центрифугированием, позволяет получить продукцию товарных качеств.

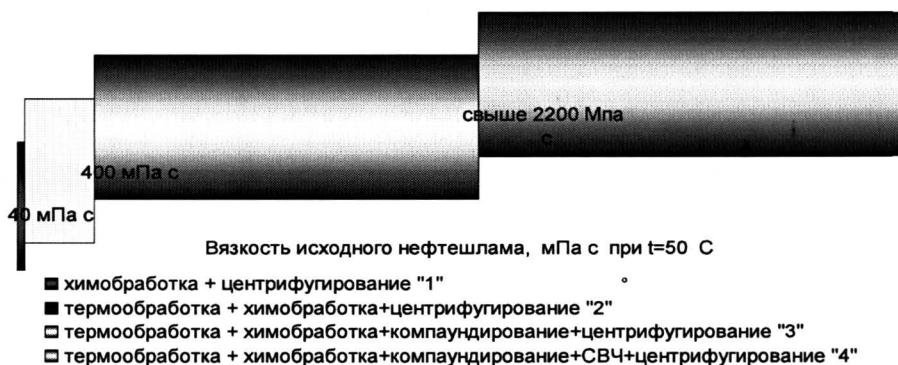


Рис. 13 – Схема рационального применения технологий подготовки нефтешламов открытых амбаров-накопителей к центрифугированию

В четвертой главе диссертации выполнены исследования по выявлению закономерностей центрифугирования компаундированных амбарных нефтешламов с целью его оптимизации.

При выборе декантера необходимо подобрать такое минимальное соотношение объемов «нефть-шлам», при котором произойдет разделение твердых частиц, воды и нефти в декантере. Промышленный декантер имеет цилиндрическую и коническую части барабана.

Для выполнения расчетов необходимо предварительно провести серию опытов смесей нефтешлама и нефти на лабораторной центрифуге с частотой вращения ротора равного частоте вращения промышленного декантера. Основной задачей таких опытов является определение условного диаметра твердых частиц, вязкости жидкой части углеводородной фазы, плотностей жидкости и тяжелого осадка для последующего моделирования работы декантера.

Условный усредненный диаметр твердых частиц нефтешлама определяется по времени полного разделения смеси в пробирке центрифуги:

$$\tau_{oc} = \frac{18\nu_{ж}\rho_{ж}}{\psi d^2 \omega^2 (\rho_m - \rho_{ж})} \ln \frac{R_2}{R_1} \quad (5)$$

где:  $\nu_{ж}$ ,  $\rho_{ж}$  – соответственно кинематическая вязкость и плотность жидкой части углеводородной смеси,  $\psi$  – коэффициент формы частиц ( $\psi \approx 0,5$ );  $d$  – условный диаметр частиц;  $\omega$  – угловая скорость;  $\rho_m$  – плотность тяжелой фазы;  $R_2$ ,  $R_1$  – высота смеси в пробирке и отделившейся тяжелой фазы.

Для конусной части декантера время осаждения будет изменяться по оси декантера и зависеть от длины  $\ell_i$  рассматриваемого сечения до цилиндрической части.

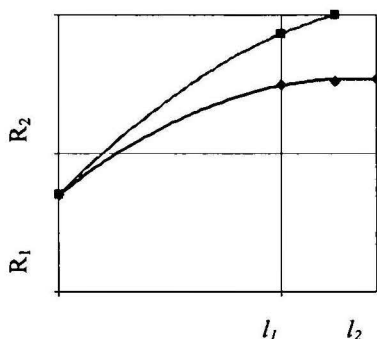
$$\tau_{oc.к} = \frac{18\nu_{ж}\rho_{ж}}{\psi d^2 \omega^2 (\rho_r - \rho_{ж})} \ell n \frac{R_2 - \ell_i \operatorname{tg} \alpha}{R_1 - \ell_i \operatorname{tg} \alpha}, \quad (6)$$

где:  $\alpha$  – угол конусности.

Для декантера за  $R_2$  и  $R_1$  принимаются соответственно внешний и внутренний радиусы цилиндрического барабана, в котором перемещается смесь.

На рис.14 показана схема расчета траектории движения частицы в центробежном поле декантера в развернутом виде. По оси абсцисс показана длина цилиндрической ( $l_1$ ) и конусной ( $l_2$ ) частей декантера. По оси ординат – радиусы  $R_1$  и  $R_2$ .

Линия 1 показывает случай, когда частица успевает в конусной части декантера достичь внешнего радиуса барабана. В случае 2 полного осаждения не произойдет и центрифугирование окажется не эффективным.



◆ случай 1

■ случай 2

Рис. 14 – Схема осаждения твердой частицы в барабане декантера с конусообразной частью

Случай 1- частица успевает в конусной части декантера достичь внешнего радиуса барабана.

Случай 2 - частица не успевает в конусной части декантера достичь внешнего радиуса барабана.

Для полного отделения тяжелых частиц углеводородов открытых амбаров необходимо выполнить условие:

$$\tau_p \leq \tau_{oc.ц} + \tau_{oc.к} \quad (7)$$

где:

$$\tau_p = \frac{\pi(R_2^2 - R_1^2)}{Q} \left( \ell_1 + \frac{\ell_2}{\cos \alpha} \right) \quad (8)$$

$\ell_1$  – длина цилиндрической части декантера;  $\ell_2$  – длина конусной части декантера;  $Q$  – производительность декантера.

Для определения параметров  $d$ ,  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_m$ ,  $v_{ж}$  предложена методика с использованием результатов центрифугирования нефтешламов на лабораторной центрифуге.

Далее по формуле (5) при известных  $\tau_{oc}$ ,  $\omega$ ,  $\psi(0,5)$ ,  $v_{ж}$ ,  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_m$ ,  $R_2(H_{см})$ ,  $R_1(H_{oc})$  рассчитывается условный диаметр тяжелой частицы  $d$ .

При несоблюдении условия (7) необходимо увеличить долю нефти в смеси и уменьшить тем самым вязкость жидкости.

Для проведения лабораторных исследований были подготовлены смеси «плавающей» части нефтешламов и нефти в различных пропорциях. Готовятся смеси соотношений  $V_n/V_{ш} = 0,2; 0,25; 0,3; 0,35; 0,4$  ( $V_n$ ,  $V_{ш}$  – объемы нефти и шлама).

При этом центрифугирование производится при соблюдении условий моделирования при соответствующем факторе разделения ( $1512g$ ) и времени разделения ( $51$  с).

На рис.15 в качестве иллюстрации представлены подобные кривые осаждения при числе оборотов центрифуги  $3500 \text{ мин}^{-1}$  для соотношений  $V_H/V_{ш}$  –  $0,1$ ;  $0,2$  и  $0,3$ . По этим кривым ориентировочно определяются времена полного осаждения мехпримесей в цилиндрах  $\tau_{ос}$ , которые соответствуют началу пологих участков этих кривых.

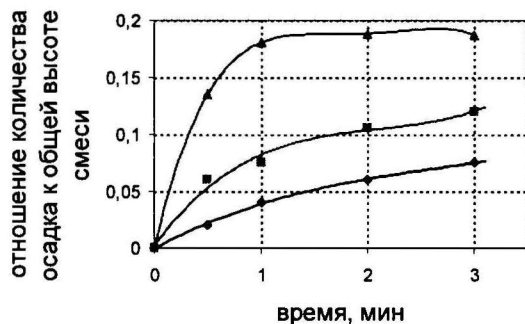


Рис.15– Кинетика осаждения тяжелой фазы углеводородной смеси при числе оборотов  $3500 \text{ мин}^{-1}$  и соотношениях  $V_H/V_{ш}$

- ♦ отношение объема нефти к шламу 1:10
- отношение объема нефти к шламу 1:5
- ▲ отношение объема нефти к шламу 1:3

Реологическое поведение нефтяного шлама, поступающего в декантер, отличается от ньютоновского, в формулах под  $\nu_{ж}$  необходимо понимать эффективную вязкость жидкости  $\mu_{эф}$ , которую позволяют рассчитать для любых градиентов сдвига в жидкости установленные эмпирические зависимости.

Методика также позволяет решать обратную задачу – подбирать технические параметры декантера при заданном соотношении объемов нефтешлама и нефти.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ состава и физико-химических свойств наиболее осложненных нефтешламов в открытых амбарах-накопителях НГДУ «Туймазанефть» показал, что их «плавающая» (подвижная) часть представляет собой тяжелые углеводороды (мазуты, гудроны) с содержанием до  $50...60\%$  диспергированной воды и

10...12 % механических примесей. Ниже расположены водный слой плотностью более  $1000 \text{ кг/м}^3$  и донный осадок, содержащий до 80 % мехпримесей.

2. При хранении нефтешламов в открытых амбарах происходит естественный процесс их «старения». Установлено, что в исследованных амбарах в первые 5 лет хранения происходит интенсивный рост вязкости «плавающей» части за счет привнесения в них мехпримесей извне и изменения состава в среднем на 225%.

3. Анализ различных технологий извлечения жидких углеводородов из нефтешламов показал лишь частичное решение задач по их переработке. В решении сложной задачи полной переработки и дальнейшего использования всех составляющих содержимого амбаров необходим комплексный подход, не допускающий его длительного хранения и требующий учета при проектировании обустройства нефтяного месторождения. Стратегический подход в решении этой задачи увеличит также и экологическую безопасность нефтедобывающих регионов.

4. Исследования динамики кривых течения застаревших нефтешламов позволили установить их реологические модели. До значений скорости сдвига порядка  $50 \text{ с}^{-1}$  характер течения соответствует модели Оствальда де Валле, а при больших скоростях – Шведова-Бингама. Получены экспериментальные значения коэффициентов для расчета реологических свойств нефтешламов открытых амбаров обеих моделей в зависимости от их температуры. Выявлены зависимости изменения реологических свойств при их длительном хранении.

5. Установлено, что для эффективного извлечения жидких углеводородов из амбарных нефтешламов в центробежном поле промышленных декантеров необходимо уменьшить вязкость углеводородного сырья до  $40...50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  на входе в декантер.

6. Для нефтешламов амбаров Туймазинского региона с вязкостью порядка  $2200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и более при  $t = 50^\circ\text{C}$  разработана и испытана технология предварительной подготовки сырья перед центрифугированием, включающая термохимическую обработку, компаундирование с нефтью и обработку дополнительно токами СВЧ с частотой  $2,45 \text{ ГГц}$  и удельной мощностью не менее  $16 \text{ кВт}$ . Такая технология может быть использована не только при извлечении углеводородов из

нефтешламов, но и встроена в системы нефтегазосбора и подготовки скважинной продукции.

7. Разработана методика моделирования работы 3-хфазного декантера с использованием фактора разделения для определения необходимого объема компаунда нефти, обеспечивающего отделение механических частиц и воды, с использованием установленных эмпирических коэффициентов для расчета вязкости компаундированного с добываемой нефтью шламового сырья содержащего амбаров Туймазинского месторождения.

8. Получена теоретическая формула для расчета времени разделения смесей углеводородов в декантерах с конической частью.

9. Внедрение технологии подготовки нефтешламового сырья для центрифугирования позволило в ООО «ПромЭкология» получить годовой экономический эффект в размере 5 840 тыс.руб.

**Основное содержание диссертации опубликовано в следующих научных изданиях:**

1. Нафикова, Р.А. Совершенствование технологии переработки нефтешламов / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова // Нефтяное хозяйство.- 2008. –№ 4. -С.105-108.

2. Нафикова, Р.А. Влияние вязкости нефтяного шлама на эффективность ее переработки на промыслах /Р.А.Нафикова //НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов/ИПТЭР. – Уфа. – 2010. – Вып.1(79). – С.118-120.

3. Нафикова, Р.А. Анализ технологий переработки нефтешламов / Р.А.Нафикова // Сборник докладов 2-ой научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» г.Когалым, 20-21 декабря 2006 г, дополнительный том. – Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2006. – С. 3-5.

4. Нафикова, Р.А. Применение химических реагентов для переработки нефтешламов /Р.А.Нафикова // Сборник докладов 2-ой научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» г.Когалым, 20-21 декабря 2006 г, дополнительный том. – Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2006.– С. 47-49.

5. Нафикова, Р.А. Исследование нефтешламов по определению состава тяжелых осадков / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова //Сборник научн.тр. «Технологии нефтегазового дела».- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 154-157.



6. Нафикова, Р.А. Методика расчета характеристик процесса разделения нефтешламов в поле центробежных сил /Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова // Сборник научн.тр. «Технологии нефтегазового дела».- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 157-161.
7. Нафикова, Р.А. Расчет скорости осаждения твердых частиц нефтешламов в центробежном поле декантера / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова // Сборник научн.тр. «Технологии нефтегазового дела».- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007.– С. 161-166.
8. Нафикова, Р.А. Современные пути решения проблем переработки нефтешламов в нефтедобыче и в переработке / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова // Сборник научн.тр. «Технологии нефтегазового дела».- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007.– С. 166-171.
9. Нафикова, Р.А. Механические примеси в составе нефтешламов / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова //Тезисы докл. Всероссийской научн.техн.конфер. «Современные технологии нефтегазового дела» – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 22-23.
10. Нафикова, Р.А. Опытнo-промышленные испытания по подбору эффективных отечественных реагентов для переработки нефтешламов / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова //Тезисы докл. Всероссийской научн.техн.конфер. «Современные технологии нефтегазового дела». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 23-26.
11. Нафикова, Р.А. Переработка нефтешламов: актуальность и решения / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова //Тезисы докл. Всероссийской научн.техн.конфер. «Современные технологии нефтегазового дела». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 26-28.
12. Нафикова, Р.А. Условия осаждения мехпримесей в декантерах / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова //Тезисы докл. Всероссийской научн.техн.конфер. «Современные технологии нефтегазового дела». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 28-31.
13. Нафикова,Р.А. Расчеты по моделированию декантера / Р.З.Миннигалимов, Р.А.Нафикова //Тезисы докл. Всероссийской научн.техн.конфер. «Современные технологии нефтегазового дела. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – С. 31-33.
14. Нафикова, Р.А. Исследование СВЧ воздействия на нефтяные шламы / Р.А.Нафикова //Сборник научн.тр. «Современные технологии в нефтегазовом деле», Т.1. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – С. 153-157.
15. Нафикова, Р.А. Опытные испытания по разделению нефтешламов с использованием микроволнового воздействия /Р.А.Нафикова // Сборник научн.тр. «Современные технологии в нефтегазовом деле», Т.1. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – С. 157-162.





Отпечатано в секторе оперативной полиграфии  
института «ТатНИПинефть» ОАО «Татнефть»  
на Ricoh Aficio 3045  
тел.: (85594) 78-656, 78-565  
Подписано в печать 10.10.2011  
Заказ №1010201101 Тираж 100 экз.